



# ДЕПРОИЛ

ДЕТАЛЬНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

**85% -  
ФАКТИЧЕСКАЯ  
ВЕРОЯТНОСТЬ  
УСПЕХА (POS)  
25 месторождений  
81 скважина  
166 испытаний**

- ✔ Детальная 3D модель плотности породы
- ✔ Точная форма соляного штока
- ✔ Многопластовые промышленные резервуары газа под соляным козырьком и возле стенки соляного штока
- ✔ Произвольная морфология и происхождение промышленного резервуара
- ✔ Прогнозные запасы углеводородов
- ✔ Начальный дебит для новых скважин



**ПОИСКИ И РАЗВЕДКА  
ПРОМЫШЛЕННЫХ  
РЕЗЕРВУАРОВ ГАЗА И НЕФТИ  
ПРИУРОЧЕННЫХ К СОЛЯНЫМ  
ШТОКАМ И ПЛАСТАМ**

**20 ЛЕТ ОПЫТА КАРТИРОВАНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ  
УГЛЕВОДОРОДОВ**

# ОДНОЗНАЧНОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ СОВМЕСТНОЙ ИНВЕРСИИ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ, СКВАЖИННЫХ И СЕЙСМИЧЕСКИХ И ДАННЫХ - СЛЕДСТВИЕ СИМБИОЗА СТРОГОЙ МАТЕМАТИКИ И ГЕОЛОГИИ

## КАРТИРОВАНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО РЕЗЕРВУАРА НЕФТИ ПОД КОЗЫРЬКОМ СОЛЯНОГО ШТОКА

Месторождение им. Академика Шпака, Днепровско-Донецкая впадина, Украина, 2012

### ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА

Центральная часть Днепровско-Донецкого бассейна характеризуется активной соляной тектоникой. Скопления углеводородов приурочены к каменноугольным и нижнепермским отложениям, в том числе в приштоковых зонах. В пределах участка исследований залежи углеводородов ожидалось у стенки и под козырьком Руновщинского соляного штока. На момент начала работ над соляным штоком в отложениях триаса располагалось известное Руновщинское газовое месторождение. Участок работ включал часть Матвеевского нефтегазоконденсатного месторождения. Основная проблема состояла в картировании резервуаров нефти и газа около стенки и под козырьком соляного штока.

Данные гравиразведки были привлечены с целью проверки и уточнения формы Руновщинского соляного штока, а также картирования потенциальных залежей нефти и газа у стенки соляного штока.

### МЕТОДИКА СОЗДАНИЯ 3D МОДЕЛИ

Для целевых горизонтов карбона структурная 3D модель создана с использованием результатов интерпретации данных 3D сейсморазведки. Структурная модель нижней части девонской толщи (включая материнскую соль) и фундамент были построены с использованием данных региональных 2D сейсмических исследований. Для определения плотности пород целевого каменноугольного интервала были использованы данные скважин соседних месторождений. Для глубинных горизонтов использованы обобщенные петрофизические зависимости плотности пород для ДДВ. Структурная 3D модель состояла из 16 поверхностей. 3D модель плотности была построена до глубины 20 км (рис. 4). В плане модель имела размеры 43 x 25,5 км. Размер ячейки - 100 x 100 x 50 м в плане и 50 м в глубину.

Среднеквадратическое отклонение между измеренным и рассчитанным для начальной 3D модели плотности гравитационными полями составило 7,154 мГал, между измеренным и рассчитанным для конечной 3D модели плотности 0,219 мГал (относительно гравитационного поля, начальная 3D модель плотности была улучшена в 33 раза).

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Результаты совместной инверсии гравиметрических, сейсмических и скважинных данных подтвердили принципиальную корректность формы соляного штока, закартированного по результатам интерпретации 3D сейсмических данных. В 3D модели плотности закартированы участки понижения плотности пород, к которым приурочены известные Руновщинское и Матвеевское месторождения (рис. 5). У юго-западной стенки и под козырьком Руновщинского соляного штока в отложениях нижней перми и верхнего карбона закартированы зоны понижения плотности (рис. 6, 7). По аналогии с амплитудами разуплотнения углеводородонасыщенных пород Руновщинского и Матвеевского месторождений, эти зоны были проинтерпретированы как новый нефтегазоперспективный блок.

Первая поисковая скважина №110, пробуренная в 2012 году после создания 3D модели плотности, получила промышленный приток нефти из отложений верхней перми - нижнего карбона (рис. 7).

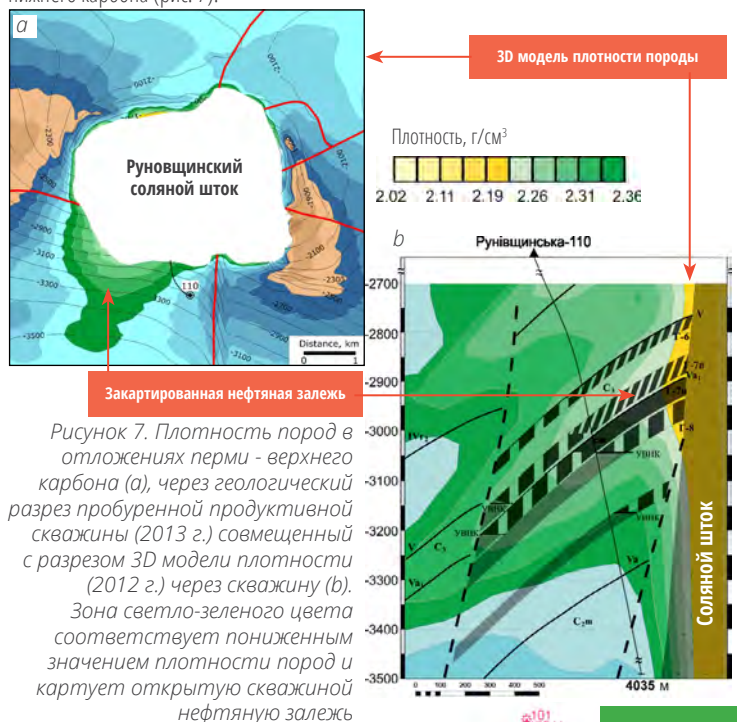


Рисунок 7. Плотность пород в отложениях перми - верхнего карбона (а), через геологический разрез пробуренной продуктивной скважины (2013 г.) совмещенный с разрезом 3D модели плотности (2012 г.) через скважину (b). Зона светло-зеленого цвета соответствует пониженным значениям плотности пород и картирует открытую скважиной нефтяную залежь

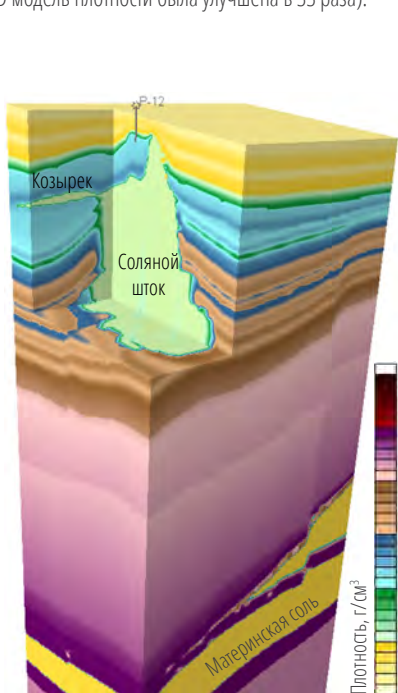


Рисунок 4. Начальная 3D модель плотности по данным 3D, 2D сейсморазведки, скважинных исследований и петрофизики

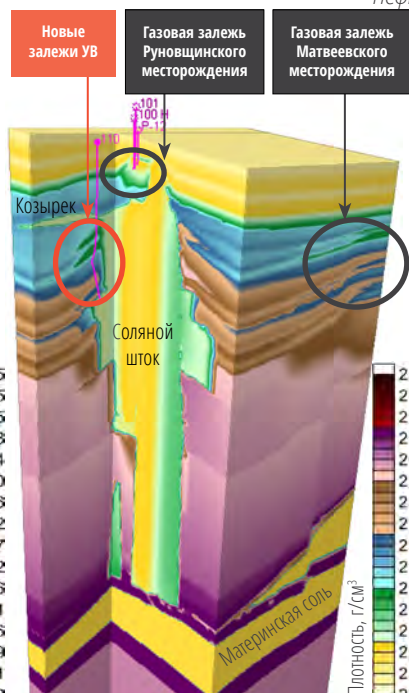


Рисунок 5. Конечная 3D модель плотности, полученная в результате инверсии гравиметрических данных

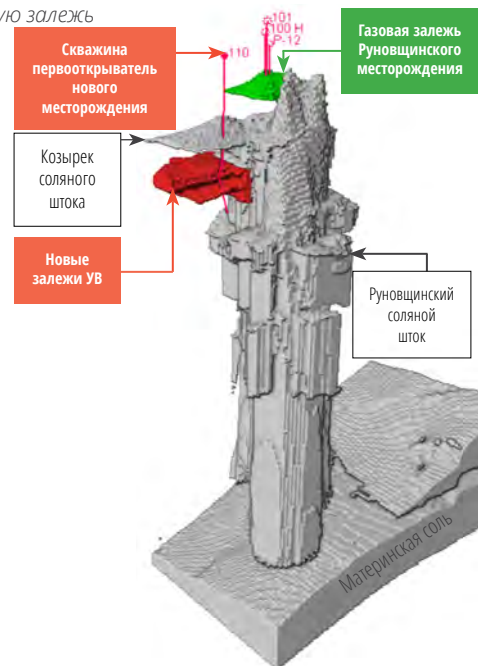


Рисунок 6. 3D модель девонской материнской соли, Руновщинского соляного штока, козырька соляного штока (серый цвет), известного Руновщинского газового месторождения (зеленый цвет) и открытого нефтяного месторождения (красный цвет)